



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.006.05.2018

P/18/018

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa

T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94

kgp@nik.gov.pl

Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/18/018 – Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012-2018
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	Tadeusz Korszeń, doradca ekonomiczny, upoważnienie do kontroli nr KGP/67/2018 z 6 sierpnia 2018 r. Grzegorz Łukasik, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/107/2018 z 21 listopada 2018 r. (dowód: akta kontroli str. 1, 1a)
Jednostka kontrolowana	Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. ¹ , ul. Elektryczna 3, 07-401 Ostrołęka.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Edward Siurnicki, Prezes Zarządu Spółki ² . (dowód: akta kontroli str. 1850)

II. Ocena kontrolowanej działalności³

Ocena ogólna

Budowa bloku energetycznego *Ostrołęka C* przebiegała zgodnie z zapisami umowy zawartej z wykonawcą. Inwestycja jest obciążona wysokim ryzykiem wynikającym z faktu, że dotychczas nie zostało zapewnione jej finansowanie.

W związku z upływem dziewięciu miesięcy od wyłonienia wykonawcy do wydania polecenia rozpoczęcia robót (dalej: NTP), nastąpiło czteromiesięczne opóźnienie w stosunku do harmonogramu inwestycji, przyjętego przez właścicieli Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. w Dokumencie Inicjującym Projekt (dalej: DIP). Oznacza to, że nie pozostała już żadna rezerwa czasowa na dalsze opóźnienia. Dotrzymanie terminu ukończenia inwestycji jest w tej sytuacji obciążone bardzo wysokim ryzykiem, a jego zmaterializowanie będzie skutkować karami z tytułu niewykonania obowiązku mocowego⁴.

Analizy opłacalności inwestycji wskazują, że rentowność tego przedsięwzięcia będzie zapewniona dzięki uzyskaniu większych od planowanych przychodów z rynku mocy. Założenia techniczne (blok na węgiel kamienny, moc zainstalowana 1 000 MW), przyjęte w momencie pierwotnego zainicjowania tej inwestycji w 2010 r., nie zostały zweryfikowane przy jej wznowieniu, tym samym brak było rzetelnej oceny zasadności budowy bloku o wymienionych parametrach - przy zmienionych uwarunkowaniach rynku energii elektrycznej i jego otoczenia.

¹ Dalej także: Spółka.

² W okresie kontrolowanym funkcje Prezesa Zarządu, pełnili również Roman Pionkowski od 29 marca 2010 r. do 24 października 2012 r. oraz Krzysztof Podnieśniński od 23 listopada 2012 r. do 14 marca 2016 r. Obecny Prezes Zarządu pełni funkcję od 5 kwietnia 2016 r.

³ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna. Jeżeli sformułowanie oceny ogólnej według proponowanej skali byłoby nadmiernie utrudnione, albo taka ocena nie dawałaby prawdziwego obrazu funkcjonowania kontrolowanej jednostki w zakresie objętym kontrolą, stosuje się ocenę opisową, bądź uzupełnia ocenę ogólną o dodatkowe wyjaśnienie.

⁴ Zgodnie z art. 2 ust. 1 punkt 23 ustawy z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018, poz. 9), obowiązek mocowy to zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu przez jednostkę rynku mocy oraz do dostawy określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach zagrożenia.

Analizy efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia, opracowane w drugiej połowie 2016 r., wskazywały wysoką wrażliwość inwestycji na niewielkie nawet zmiany przyjętych założeń (głównie spadku cen energii oraz wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ oraz węgla). Ryzyko nieosiągnięcia dodatniego wskaźnika NPV, zostało zminimalizowane po uzyskaniu w grudniu 2018 r. na aukcji rynku mocy ceny, stanowiącej należne wynagrodzenie z tytułu wykonania obowiązku mocowego znacznie wyższej niż pierwotnie zakładano.

[...] ⁵

Do 28 stycznia 2019 r. nie sfinalizowano działań związanych z organizacją finansowania inwestycji. Na koniec grudnia 2018 r. Zadeklarowane przez wspólników środki pozwalają na sfinansowanie etapów inwestycji zaplanowanych do połowy 2021 r., na poziomie około 45% całości projektu. [...]

Spółka podjęła skuteczne działania w celu zawarcia umowy mocowej⁶. Jednakże przystępując do aukcji rynku mocy założyła, że do października 2023 r. budowane moce wytwórcze nie będą udostępniane do dyspozycji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. [...]

Zgodnie z założeniami projektu, Spółka zawarła w 2016 r. umowę na dostawę paliwa węglowego umożliwiającą zakup węgla [...]

Zgodnie z modelem finansowym, sporządzonym przez Spółkę w maju 2018 r., wskaźnik NPV inwestycji wynosił, [...] a IRR [...]. Natomiast w modelu opracowanym przez ENERGA SA (w grudniu 2018 r.) wskaźnik NPV jest znacznie wyższy i wynosi [...], a wskaźnik IRR [...]. Różnica wynika głównie z przyjętych w modelach wartości dla wpływów z rynku mocy. [...]

Wydanie polecenia rozpoczęcia robót w grudniu 2018 r. czyli z czteromiesięcznym opóźnieniem spowodowało, że w projekcie nie pozostała już żadna rezerwa czasu na ewentualne opóźnienia. Zatem w sytuacji gdyby w realizacji projektu wystąpiły jakiegokolwiek dalsze opóźnienia, istnieje ryzyko naliczania kar z tytułu niewykonania obowiązku mocowego oraz utraty przychodów. W tej hipotetycznej sytuacji, kara za każdy miesiąc opóźnienia oddania bloku do eksploatacji, w okresie od września 2023 r. wyniesie [...] NIK szacuje ryzyko opóźnienia jako bardzo wysokie, bowiem dotychczas przeprowadzone kontrole dotyczące analogicznych projektów, we wszystkich przypadkach wykazywały zakończenie inwestycji co najmniej pięć miesięcy po terminie.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Planowanie inwestycji

1.1. Zasadność podjęcia inwestycji

Spółka Elektrownia Ostrołęka z o.o. powstała 23 listopada 2017 r. w wyniku zmiany formy organizacyjno-prawnej Spółki Elektrownia Ostrołęka SA. Spółka akcyjna została założona 20 listopada 2009 r. przez jedynego akcjonariusza ENERGA SA. Od 12 marca 2014 r. do 28 września 2016 r. akcjonariuszem Spółki była ENERGA Wytwarzanie SA. W dniu 28 września 2016 roku wszystkie dotychczasowe akcje Spółki, należące do ENERGA Wytwarzanie SA, zostały nabyte ponownie przez

⁵ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018r. poz. 1330, ze zm. – dalej: *uodip*) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2019 r. poz. 1010. – dalej: *uoznk*). Wyłączenia dokonano w interesie Elektrownia Ostrołęka Sp. z o.o. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

⁶ Umowa z operatorem systemu przesyłowego zobowiązująca dostawcę mocy do wykonywania, przez oznaczony czas, obowiązku mocowego przez określoną jednostkę rynku mocy zgodnie z wynikiem aukcji mocy.

ENERGA SA. Natomiast 1 lutego 2017 r. zgodnie z postanowieniami *Umowy Inwestycyjnej pomiędzy spółkami ENERGA SA, ENEA SA oraz Elektrownia Ostrołęka SA* z 8 grudnia 2016 r.⁷ wyrażono zgodę na sprzedaż części akcji (dającą tą samą liczbę głosów na Walnym Zgromadzeniu obu akcjonariuszom) na rzecz ENEA SA. Kapitał zakładowy Spółki wynosi 551 100 tys. zł. Każdy ze współników posiada, po 5 511 tys. udziałów o łącznej wartości 275 550 tys. zł.

Głównym celem powołania Spółki była realizacja nowego bloku energetycznego Ostrołęka C. W *Koncepcji Programowo-Przestrzennej z pogłębionym studium wykonalności przedsięwzięcia wraz z dokumentami w zakresie ochrony środowiska oraz SIWZ (Doradca Merytoryczny) budowy Elektrowni Ostrołęka C* z 19 października 2010 r.⁸ założono, że inwestycja ma być realizowana w formule Project Finance przez spółkę celową. Podejmowanie decyzji strategicznych, w tym dotyczących budowy lub wstrzymania realizacji bloku energetycznego należało w całym okresie funkcjonowania Spółki do jej udziałowców/współników.

(dowód: akta kontroli str. 2-6, 131-220, 282-284, 667, 1865-1866)

Zgodnie ze *Studium Wykonalności z 2010 r.* inwestycja miała obejmować budowę bloku energetycznego o mocy 850-1000 MW, niezależnego od istniejących elektrociepłowni Ostrołęka A i elektrowni Ostrołęka B. Planowano, że paliwem podstawowym będzie węgiel kamienny uzupełniany biopaliwami. Elektrownia Ostrołęka C miała dostarczać wyprodukowaną energię elektryczną do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego⁹ do modernizowanej stacji elektroenergetycznej 400/200/110 kV w Ostrołęce. Założona średnioroczna sprzedaż energii elektrycznej wynosiła 7 000 GWh/rok dla czasu wykorzystania mocy 7 300 h rocznie. Zgodnie z harmonogramem realizacji inwestycji zawarcie umowy z generalnym wykonawcą miało nastąpić w 2012 r. Oszacowano, że koszt realizacji inwestycji wyniesie około [...] z terminem oddania bloku do użytkowania na koniec 2016 r.

(dowód: akta kontroli str. 422-460, 1865-1866)

Realizacja projektu została wstrzymana 14 września 2012 r. uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy Spółki (dalej: NWZA). NWZA postanowiło wstrzymać realizację Projektu i nie rozpoczynać nowych etapów jego realizacji. Spółkę zobowiązano do działań zabezpieczających i porządkujących aktywa, wypowiedzenia umów oraz unieważnienia prowadzonych postępowań przetargowych. Decyzja NWZA wynikała głównie z *Analizy projektu inwestycyjnego Ostrołęka C z punktu widzenia budowy wartości Grupy ENERGA SA* z lipca 2012 r.¹⁰ Przeprowadzający analizę efektywności ekonomicznej Projektu, wykorzystali dwa scenariusze rozwoju otoczenia rynkowego: referencyjny i zmodyfikowany referencyjny, zakładający stały poziom marży na kosztach zmiennych wytwarzania. W każdym z nich projekt osiągał ujemne wartości wskaźnika NPV w zależności od wariantu [...] w związku z czym realizacja projektu została uznana za nierentowną.

(dowód: akta kontroli str. 5, 221-223, 228-263)

W dniu 14 czerwca 2016 r. NWZA podjęło uchwałę o *wznowieniu realizacji Projektu, polegającego na budowie nowego bloku energetycznego, w celu osiągnięcia gotowości przetargowej*¹¹. Zarząd ENERGA SA¹² poinformował, że uzasadnieniem

⁷ Dalej: *Umowa Inwestycyjna*.

⁸ Opracowanej przez konsorcjum ELSAMPROJEKT Polska Sp. z o.o. i ENERGOPOMIAR Sp. z o.o. Dalej: *Studium Wykonalności z 2010 r.*

⁹ Dalej: KSE.

¹⁰ Rekomendacje zawarte w raporcie z lipca 2012 r. Ernst & Young, zostały zaakceptowane Uchwałą nr 89/III/2012 Rady Nadzorczej spółki Elektrownia Ostrołęka SA z 14 września 2012 r.

¹¹ Uchwała NWZA z dnia 14 czerwca 2016 r. w sprawie dalszych kierunków działań związanych z realizacją projektu budowy nowego bloku energetycznego w Ostrołęce. Uchwała nie posiadała oznaczenia numerem.

¹² Pismo znak ENSA-BZ-0000327-2018 z 21 grudnia 2018 r. podpisane przez Wiceprezesa Zarządu ds. Korporacyjnych Grzegorza Ksepko i Wiceprezesa Zarządu ds. Finansowych Jacka Kościelniaka.

wznowienia inwestycji były następujące przesłanki, świadczące o zmianie uwarunkowań realizacyjnych :

- zmiany w otoczeniu prawnym, w szczególności z uwagi na planowane regulacje dotyczące wdrożenia mechanizmów rynku mocy, zapewnienie dodatkowego źródła przychodów dla elektrowni uprawdopodobniało możliwość sfinansowania nakładów inwestycyjnych oraz realizacji projektu o satysfakcjonującej dla inwestora stopie zwrotu;
- możliwość rozwoju Grupy ENERGA w kontekście długoterminowego, przewidywanego braku mocy wytwórczych w KSE po 2020 r. będącego między innymi konsekwencją konieczności dostosowania funkcjonujących bloków energetycznych do zaostrzonych wymogów środowiskowych;
- wstępne deklaracje zainteresowania udziałem w projekcie ze strony innych inwestorów obniżające zaangażowanie finansowe przypadające na Grupę ENERGA.

Na zlecenie ENERGA SA opracowano cztery podstawowe dokumenty zawierające analizy związane z ponownym uruchomieniem projektu: 1) aktualizacja Koncepcji Programowo Przestrzennej Ramboll 2016 z lipca 2016 r.; 2) Biznesplan [...] z 14 listopada 2016 r.; 3) opracowania Energoprojekt-Katowice S.A. z września 2016 r.; 4) opracowanie Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk¹³ – 2016 r. Wykorzystano także narzędzie informatyczne, pn. Model Finansowy. Biznesplan [...] (dalej: Biznesplan 2016) uwzględnił ścieżki cenowe paliwa, CO₂, energii elektrycznej, wysokość CAPEX, analizy dotyczące systemu energetycznego, zawarte w pozostałych opracowaniach¹⁴, w szczególności w opracowaniu Energoprojekt-Katowice SA (dalej: EPK).

Zarząd ENERGA SA¹⁵ poinformował, że nie rozważano zmiany technologii polegającej na zmianie paliwa zasilającego blok energetyczny. Wymagałoby to rozpoczęcia od początku procesu przygotowania projektu, uzyskania nowych decyzji i pozwoleń, szacunkowo trwającego co najmniej 3-4 lata, przy założeniu że realizacja bloku w alternatywnej technologii byłaby ekonomicznie racjonalna. Zmiana paliwa oznaczałaby zatem rozpoczęcie nowego projektu, a nie wznowienie projektu Ostrołęka C. Dodatkowo, dotychczas poniesione nakłady, związane z przygotowaniem bloku węglowego, wymagałyby wówczas spisania w koszty.

Główne założenia pozostały bez zmian w porównaniu do projektu z 2012 r. , czyli moc zainstalowana około 1000 MW, paliwo – węgiel kamienny, sprawność elektryczna [...]

Biznesplan 2016 zakładał, że całkowite prognozowane nakłady inwestycyjne ENERGA wyniosą około [...]. Zakładano łączne nakłady inwestycyjne w wysokości [...] oraz datę oddania do eksploatacji 1 stycznia 2024 r. Wariant bazowy¹⁶ projektu zakładał dodatnie NPV równe [...]. Biznesplan 2016 wskazywał jako mocne strony projektu m.in. konieczność budowy nowych źródeł wytwórczych w ramach KSE, dodatkowy strumień przychodów z rynku mocy, zmniejszenie nakładów w ramach dogodnej lokalizacji. Wśród ryzyk¹⁷ wskazano ryzyko cenowe węgla kamiennego, niższe niż zakładane ceny sprzedaży energii elektrycznej, ryzyko występowania opóźnień w realizacji projektu.

¹³ Analiza składa się z trzech modułów. Celem modułu 2 jest „Określenie zasadności i celowości budowy nowych bloków w elektrowni Ostrołęka z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE w średnim horyzoncie czasowym z uwzględnieniem możliwej do ustalenia rozbudowy KSE i systemów krajów bałtyckich”.

¹⁴ W odniesieniu do tych parametrów [...] dokonał wstępnej racjonalizacji w oparciu o wiedzę ekspercką i dane publicznie dostępne.

¹⁵ Pismo nr EO/SPV/AK/863/2018, z 16 stycznia 2019 r.

¹⁶ [...]

¹⁷ Wyodrębniono 14 ryzyk , w tym 5 to ryzyka bardzo wysokie z punktu widzenia istotności oraz prawdopodobieństwa wystąpienia.

W zakresie analizy rynkowej i otoczenia projektu Biznesplan 2016 r. wskazywał, że struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się znaczącym poziomem wyeksploatowania źródeł wytwórczych – ponad 70% konwencjonalnych źródeł ma ponad 30 lat, a Operator Systemu Przesyłowego (dalej: OSP) prognozuje, że w ciągu 10 lat w zależności od zakresu dostosowania się jednostek wytwórczych do wymogów ochrony środowiska BAT¹⁸ z KSE zostanie wycofanych około 10-30% istniejących mocy konwencjonalnych. Kluczowym wnioskiem w tym zakresie było stwierdzenie, że jest w nim miejsce dla funkcjonowania dodatkowego źródła klasy 1000 MW.

(dowód: akta kontroli str. 224-227, 323-324, 659, 1549-1560, 1659 -1664, 1865-1866)

W celu weryfikacji założeń ekonomicznych i rentowności projektu Spółka zleciła firmie [...] opracowanie kolejnego raportu. Raport *Biznesplan Ostrołęka C z 18 maja 2018* zawierał trzy scenariusze oparte na terminach odstawienia funkcjonujących obecnie bloków energetycznych w Polsce: zrównoważonym¹⁹, wcześniejsze odstawienie²⁰, OCGT²¹. Analiza wskazywała, że kluczową determinantą efektywności ekonomicznej projektu jest poziom przychodów z rynku mocy. Analizę przeprowadzono dla różnych wariantów uzyskiwanych przychodów z rynku mocy, cen węgla kamiennego oraz wskaźnika kosztu kapitału WACC.

Dla Spółki wariantem bazowym był wariant ścieżek cenowych [...]

[...].

Założenia przyjmowane w ramach Biznesplanu 2016 i 2018 podlegały aktualizacji w ramach rozwoju projektu zarówno w ramach prac prowadzonych przez Spółkę jak i przez ENERGA SA. W szczególności zmianie podlegały założenia odnośnie cen energii elektrycznej, ceny paliwa węglowego, ceny uprawnień do emisji CO₂, stawki rynku mocy czy też liczby godzin pracy bloku w ciągu roku²². Narzędziem wykorzystywanym do oceny opłacalności projektu był model finansowy, którego właścicielem oraz operatorem jest Spółka, a ENERGA S.A. korzystając z tego narzędzia wprowadzała do modelu własne założenia.

Zgodnie z modelem finansowym opracowanym przez Spółkę w połowie 2018 r. wskaźnik NPV wynosił [...]

Natomiast w modelu finansowym opracowanym przez ENERGA SA (w grudniu 2018 r.) wskaźnik NPV był. [...]

[...]

[...]

[...]

Według opublikowanych przez Carbon Tracker²³ w sierpniu 2018 r. szacunków, w latach 2019-2023 średnia cena uprawnień do emisji CO₂ może się wahać między 35 a 40 euro/t. Przejściowo w okresach zimowych 2020/2021 i 2021/2022, ceny mogą wzrosnąć nawet do 50 euro/t.

¹⁸ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE. Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str.1.

¹⁹ [...]

²⁰ [...]

²¹ [...]

²² W grudniu 2018 roku zaktualizowano prognozy cen przygotowanej przez Energoprojekt-Katowice S.A. (wrzesień 2016 roku) z aktualnie stosowanymi ścieżkami cenowymi przygotowanymi przez PwC Advisory spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k.

²³ <https://www.carbontracker.org/reports/carbon-countdown/> [2019.02.06]

Według danych URE z grudnia 2018 r. w III kwartale 2018 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniosła 208,83 zł/MWh. Ostrołęka C uzyskała 15-letni kontrakt w trzeciej aukcji rynku mocy na 2023 rok, w której należne wynagrodzenie z tytułu wykonania obowiązku mocowego osiągnęło wartość 202,99 zł/kW/rok.

Przyjęte w modelu finansowym ENERGA SA założenia ścieżek cenowych nie odbiegały istotnie w zakresie cen uprawnień do emisji CO₂, średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz ceny obowiązku mocowego od powyższych szacunków i faktycznie osiągniętej ceny z aukcji rynku mocy.

(dowód: akta kontroli str. 1727, 1840-1841, 1847-1849, 1865-1866)

1.2. Zapewnienie finansowania inwestycji

Zgodnie z analizami stanowiącymi podstawę wznowienia oraz kontynuacji projektu²⁴ oraz Modelem Finansowym kluczowymi elementami dla zapewnienia finansowania inwestycji były: pozyskanie inwestora zewnętrznego dla partycypacji w kosztach inwestycji, zapewnienie przychodów z aukcji rynku mocy na okres 15 lat, uzyskanie w pozostałym zakresie kredytowania inwestycji przez instytucje finansowe²⁵, korzystny zakup paliwa węglowego.

Decyzja o wznowieniu projektu z czerwca 2016 r. zapadła w ENERGA SA, która w tym okresie była jedynym właścicielem Spółki. W dniu 8 grudnia 2016 roku została podpisana *Umowa Inwestycyjna*²⁶ która zakładała, że ENERGA SA i ENEA SA są udziałowcami spółki Elektrownia Ostrołęka przy zachowaniu współkontroli nad projektem²⁷. Zgodnie z zapisami Umowy Inwestycyjnej finansowanie dla realizacji projektu powinno być zapewnione przez udziałowców w równych proporcjach z uwzględnieniem możliwych do pozyskania środków od inwestorów finansowych. Zgodnie z zapisami *Umowy Inwestycyjnej* finansowanie dla realizacji projektu powinno być zapewnione przez udziałowców [...] realizację projektu był po stronie dwóch udziałowców, tj. ENERGA SA i ENEA SA. Ponadto obaj udziałowcy wspólnie mieli wybrać podmiot, który zaangażuje się kapitałowo w Spółkę (Inwestor Finansowy). Umowa precyzowała także zasady podwyższenia kapitału Spółki w celu częściowego sfinalizowania projektu oraz ramowy harmonogram finansowania inwestycji w latach 2017-2018. Zgodnie z Anekssem Nr 1/2018 z 26 marca 2018 r. udziałowcy zobowiązali się do sfinansowania nakładów inwestycyjnych Spółki, poprzez podwyższenie kapitału Spółki (łącznie w latach 2017-2021 w wysokości 453 mln zł). [...]

Spółka wspólnie z udziałowcami w 2018 r. prowadziła rozmowy [...] w celu pozyskania promes i porozumień pozwalających na potwierdzenie możliwości zapewnienia pełnego finansowania projektu, m.in. na potrzeby certyfikacji do rynku mocy [...] Uzyskanie zabezpieczenia finansowania budowy bloku umożliwiło uzyskanie certyfikatu dla Jednostki Rynku Mocy na okres 15 lat od 2023 r. dopuszczającego do udziału w aukcji.

Powyższe promesy wygasły 28 grudnia 2018 r. w tym dniu rozwiązano również *Umowę Inwestycyjną* oraz podpisano nowe ramowe porozumienie pomiędzy ENERGA SA i ENEA SA, które zdefiniowało poziom zaangażowania finansowego ENEA w kwocie 1 mld zł oraz w kwocie przynajmniej 1 mld zł ze strony ENERGA.

²⁴ W szczególności: 1) Aktualizacja Koncepcji Programowo Przestrzennej Ramboll 2016 z lipca 2016 r.; 2) Biznesplan [...] z 14 listopada 2016 r., 3) Opracowania Energoprojekt-Katowice S.A.- z września 2016, 4) Opracowanie Instytut Energetyki Oddział Gdańsk – 2016 r.

²⁵ Zarząd Spółki 20 sierpnia 2018 r. wyjaśnił, że na Projekt nie ma możliwości pozyskania dotacji ze środków Unii Europejskiej - pismem znak EO/SPV/WSZ/704/2018.

²⁶ Zgodnie z preambułą Umowy – bezpośrednim impulsem podjęcia współpracy były w szczególności perspektywy rynku mocy.

²⁷ [...]

Kwota zaangażowania ENERGA była uzależniona od finalnych środków na projekt jakie zostaną pozyskane od banków oraz inwestorów finansowych. Zgodnie porozumieniem zadeklarowana kwota łącznie minimum 2 mld zł miała być przeznaczona na realizację budowy od momentu wydania polecenia rozpoczęcia prac. Porozumienie określa, że do 28 stycznia 2019 r. uzgodnione miały zostać zasady zaangażowania Inwestora Finansowego, zasady udzielenia Spółce kredytów niezbędnych na dokończenie projektu oraz że miała zostać podpisana nowa Umowa Inwestycyjna z udziałem inwestorów oraz w miarę możliwości Inwestora Finansowego. [...]

Według wyjaśnień Zarządu Spółki z 28 stycznia 2019 r.²⁸ zasady finansowania inwestycji wskazane w porozumieniu z 28 grudnia 2018 r. nie zostały sfinalizowane. Nie podpisano również umów z bankami na kredytowanie inwestycji oraz nie została zawarta nowa *Umowa Inwestycyjna* pomiędzy współnikami.

Na dzień 28 stycznia 2019 r. na fazę bezpośredniej realizacji projektu Spółka posiadała więc zabezpieczenie finansowania w wysokości około [...] przy całkowitym budżecie projektu planowanym na [...] oraz wykonaniu budżetu narastająco na około [...]

(dowód: akta kontroli str. 2-6, 321-608, 809-892, 1009-1058, 1079-1083, 1314, 1722-1724, 1853)

W dniu 15 stycznia 2019 r. ogłoszono²⁹ ostateczne wyniki aukcji na warunkach zgodnych z komunikatem PSE z dnia 22 grudnia 2018 r., zgodnie z którym Spółka uzyskała wsparcia finansowe w wyniku zawarcia umowy mocowej na okres 15 lat. Aukcja na rok dostaw od 2023 zakończyła się przy cenie 202,99 tys. zł/kW/rok. Moc zgłoszona do aukcji przez Elektrownię Ostrołęka Sp. z o.o. wyniosła 852,6 MW. Mając na uwadze, że gotowość do świadczenia usługi mocowej (oddanie bloku przewiduje się na wrzesień 2023 roku), możliwy okres uzyskiwania przychodów wynosi 14,25 roku. W tym czasie Spółka planuje osiągnąć przychody z rynku mocy, w wysokości 2 466 mln zł.

[...]

Spółka zawarła 2 grudnia 2016 r. wieloletnią umowę na dostawę węgla do Ostrołęki C³⁰.³¹[...]

(dowód: akta kontroli str. 1387-1420)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Inwestycja została rozpoczęta bez zapewnienia jej pełnego finansowania i w takich warunkach wydano NTP. Jedynymi sponsorami byli udziałowcy deklarujący zaangażowanie finansowe na poziomie około 44,6% ze środków własnych. Posiadane przez Spółkę promesy warunkowe banków wygasły 28 grudnia 2018 r. i Spółka nadal poszukiwała inwestora finansowego. Stwarzało to istotne ryzyko braku zabezpieczenia pełnego sfinansowania inwestycji.

Ocena cząstkowa

NIK ocenia pozytywnie działania Spółki zmierzające do zapewnienia udziału budowanej jednostki wytwórczej Ostrołęka C w rynku mocy, zabezpieczające przychody z tytułu umowy mocowej w latach 2023-2038. Z uwagi na uzyskanie na aukcji ceny wyższej niż zakładano w analizach³² zapewniono rentowność

²⁸ Pismo, znak E/SPV/AK/95/2019.

²⁹ Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 14/2019 z 14 stycznia 2019 r.

³⁰ Umowa z Polską Grupą Górnictwa Sp. z o.o.

³¹ Publikowana przez Agencję Rozwoju Przemysłu S.A. dla dwóch kwartałów wstecz względem kwartału dostawy.

³² Aukcja na realizację obowiązku mocowego od 2023 zakończyła się przy cenie 202,99 tys. zł/kW/rok, a zakładano cenę poniżej 140 tys. zł/kW/rok w połowie 2018 r. oraz 189 tys. zł/kW/rok w grudniu 2018 r.

budowanej jednostki po oddaniu do eksploatacji. W ocenie NIK, negatywnym zjawiskiem było realizowanie inwestycji bez zapewnienia pełnego finansowania. Do zakończenia kontroli (styczeń 2019 r.) nie sfinalizowano działań w tym zakresie i w przypadku przedłużania się takiego stanu wzrastało ryzyko utraty płynności przez Spółkę. [...] Zadeklarowane dotychczas przez wspólników środki, nie pozwalają obecnie na sfinalizowanie inwestycji.

2. Realizacja inwestycji

Opis stanu
faktycznego

Projekt w dacie jego wstrzymania, we wrześniu 2012 r., znajdował się na etapie wyboru generalnego wykonawcy, a prowadzone postępowanie sektorowe w sprawie wyboru wykonawcy zostało unieważnione. Po wstrzymaniu projekt był utrzymywany w stanie zapewniającym ważność wydanych pozwoleń oraz umów niezbędnych do jego wznowienia. Nadal ważna była decyzja³³ zatwierdzająca projekt budowlany i udzielająca pozwolenia na budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MW. Także ważne pozostały inne decyzje związane z zapewnieniem infrastruktury niezbędnej do funkcjonowania bloku³⁴.

Zgodnie z *Umową Inwestycyjną* realizacja projektu dzieliła się na trzy etapy: etap rozwoju – od nabycia akcji przez ENEA SA do wydania NTP, etap budowy od czasu wydania NTP do rozpoczęcia eksploatacji, etap komercyjnej eksploatacji. Wydanie NTP mogło nastąpić wyłącznie za zgodą Walnego Zgromadzenia Spółki³⁵. Od podpisania *Umowy Inwestycyjnej* Statut a następnie umowa Spółki zawierały zapisy, że wszelkie decyzje dotyczące projektu musiały być zatwierdzane przez Walne Zgromadzenie Spółki/Zgromadzenie Wspólników, jeśli dotyczyło to zaciągania zobowiązań powyżej 100 tys. zł.

Sposób realizacji inwestycji określono w DIP, przyjętym przez ENERGA SA i ENEA SA 14 grudnia 2016 r.³⁶ Celem dokumentu było określenie struktury zarządzania projektem oraz oceny jego wyniku. DIP określał Spółkę jako spółkę celową powołaną do dalszego prowadzenia inwestycji, w tym spraw związanych z Generalnym Wykonawcą projektu oraz innymi wykonawcami infrastruktury niezbędnej do funkcjonowania bloku elektrowni.

Zarówno Umowa Inwestycyjna jak i DIP przewidywały wykonanie projektu w formule „pod klucz”. DIP określał przedmiot inwestycji jako blok o mocy elektrycznej brutto około 1100 MW. [...]

Przyjęty w DIP Harmonogram Bazowy Projektu Ostrołęka C określał, między innymi:

1) etap przygotowania:

- organizacja finansowania – w zależności od wariantu, przy realizowanym złożeniu włączenia do projektu Inwestora Finansowego, zamknięcie finansowania miało nastąpić po wygraniu aukcji w ramach rynku mocy na warunkach zapewniających wymagane przez instytucje finansowe uzasadnienie biznesowe projektu – na dzień 28 stycznia 2019 r. tego etapu nie zrealizowano;
- przeprowadzenie postępowania przetargowego, w tym powołanie w grudniu 2016 r. Komisji przetargowej, zatwierdzenie protokołu wyboru Generalnego Wykonawcy (kwiecień 2018 r.) – etapy te zrealizowano zgodnie z założeniami.

2) etap budowy:

³³ Decyzja nr 20/2011 z 14 stycznia 2011 r. Pierwszy wpis w Dzienniku Budowy 16 grudnia 2011 r.

³⁴ Załącznik nr 6 do Zapewnień, stanowiących część Umowy Inwestycyjnej zawiera również szczegółowy stan wydanych decyzji administracyjnych.

³⁵ Pkt 8.3 do 8.6 Umowy.

³⁶ Uchwała Nr 2/KSO2 Komitetu Sterującego Projektu Ostrołęka C. Podjęta na podstawie Uchwały Nr 302/IV/2016 Zarządu Spółki ENERGA SA.

- przekazanie terenu budowy Generalnemu Wykonawcy - polecenie rozpoczęcia prac – sierpień 2018 r. – teren budowy przekazano zgodnie z założeniami, jednakże NTP wydano 28 grudnia 2018 r.;
- [...]

(dowód: akta kontroli str. 2, 7, 9, 279-320, 1477-1483)

Wykonanie rzeczowe i finansowe projektu prezentowano w raportach miesięcznych Kierownika Projektu przesyłanych do Komitetu Sterującego. Wszystkie raporty miesięczne zawierały dane dotyczące postępu finansowego, stanu relacji harmonogramu bazowego, informacje o ryzykach w projekcie oraz ewentualnie innych istotnych wydarzeniach.

Od 1 lutego 2012 r.³⁷ w imieniu Spółki sprawowanie nadzoru właścicielskiego nad realizacją inwestycji pełni Inżynier Kontraktu firma ILF Consulting Engineers Polska Sp. z o.o.

(dowód: akta kontroli str. 10-128, 1079-1207)

Po zawarciu *Umowy Inwestycyjnej* 12 grudnia 2016 r. Zarząd Spółki powołał skład i zatwierdził regulamin Komisji Przetargowej do przeprowadzenia przetargu na Generalnego Wykonawcę³⁸. NWZ Spółki 15 grudnia 2016 r. podjęło uchwałę w sprawie zatwierdzenia treści ogłoszenia. Jego publikacja nastąpiła 17 grudnia 2016 r. Ogłoszenie dotyczyło zamówienia sektorowego w trybie dialogu konkurencyjnego, zawierało informacje o ograniczeniu liczby kandydatów do pięciu. Termin składania ofert lub wniosków o dopuszczenie do udziału określono na 20 lutego 2017 r. W dniu 28 marca 2017 r. zakwalifikowano do dialogu pięć podmiotów. Ostatecznie w wyznaczonym w toku postępowania terminie 28 grudnia 2017 r. oferty złożyło trzech wykonawców. Przed otwarciem ofert Zamawiający podał kwotę jaką zamierzał przeznaczyć na realizację zamówienia w wysokości³⁹[...] W toku analiz ofert Komisja Przetargowa korzystała z rekomendacji trzech firm pełniących rolę doradcy technicznego. Komisja uznała jedną ofertę za wewnętrznie sprzeczną i rekomendowała jej odrzucenie. Kierując się kryterium pochodzenia urządzeń z ocenianej oferty (waga 20%) oraz kryterium ekonomicznym (waga 80% - wyliczanego według opisanych w protokole Komisji Przetargowej metody⁴⁰) 3 kwietnia 2018 r. Komisja zaproponowała wybór oferty⁴¹ GE Power Sp. z o.o. – Lider z ALSTOM Power System S.A.S. (dalej Konsorcjum⁴²). Jednocześnie Komisja zaproponowała zwiększenie kwoty, jaką zamierza przeznaczyć na finansowanie zamówienia do ceny oferty najkorzystniejszej, tj. [...] Kwota ta mieściła się w wartości nakładów na realizację całości inwestycji określonej w Biznesplanie 2016 – [...] oraz w DIP na [...]]

Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Spółki 27 marca 2018 r.⁴³ zaakceptowało rozstrzygnięcie postępowania na wybór Generalnego Wykonawcy i wybrało Konsorcjum GE Power Sp. z o.o. Alstom Power Systems SAS za wynagrodzeniem w kwocie określonej w ofercie⁴⁴ [...]

Umowę na budowę Elektrowni Ostrołęka C o mocy około 1 000 MW zawarto 12 lipca 2018 r. pomiędzy Spółką, a Konsorcjum (dalej: Kontrakt). Cena zawarta w Kontrakcie była zgodna z wynikającą z postępowania przetargowego. Konsorcjum

³⁷ Umowa była dwukrotnie Aneksowana 1 września 2017 r. oraz 6 grudnia 2018 r.

³⁸ Uchwała Zarządu Spółki nr 26/III/2016 r.

³⁹ [...]

⁴⁰ Uwzględniających: wskaźnik NPV, parametry zużycia energii chemicznej paliwa, efektywność produkcji energii.

⁴¹ Główny Wykonawca uzyskał 93,33 punktów, druga oferta oceniona została na 20 punktów.

⁴² Konsorcjum wykazało doświadczenie w budowie 3 Elektrowni: jednej w Maleszynie oraz dwóch w Polsce (Rogowiec oraz Opole).

⁴³ Uchwała Nr 1 z 27 marca 2018 r.

⁴⁴ Oferta była składana przez konsorcjum GE i Alstom, przy czym Alstom jako członek konsorcjum był zwolniony z VAT (siedziba Spółki w krajach EU, co oznacza, że na bazie handlu wewnątrzwspólnotowego wartość podatku VAT w tej części wynosi 0%). W całej ofercie wartość prac realizowanych przez Alstom, czyli zwolnionych z podatku VAT wynosiła [...]

zobowiązało się do wykonania elektrowni „pod klucz” jako zintegrowanej całości o cechach technologicznych oraz gwarantowanych parametrach technicznych oraz uzyskania lub aktualizacji wszystkich pozwoleń potrzebnych do wybudowania i eksploatacji elektrowni. Kontakt określa 28 parametrów⁴⁵ objętych karami umownymi. [...]

[...]

Wykonawca zobowiązał się również do świadczenia usług serwisowych dla Elektrowni Ostrołęka C w okresie gwarancji w zakresie usuwania wad i przeprowadzania planowanych przeglądów elektrowni. [...]

[...]

(dowód: akta kontroli str. 970-1007, 1212-1301, 1310, 1490-1501, 1865-1866)

W dniu 2 sierpnia 2018 Spółka przekazała teren budowy bloku energetycznego (w terminie zgodnym z harmonogramem DIP). W dniu 28 grudnia 2018 r. Spółka wydała (Konsorcjum przejęło) NTP. Zakończono etap rozwoju projektu i rozpoczęto II etap realizacji.

Polecenie rozpoczęcia budowy wydano w terminie określonym w kontrakcie (w okresie od 3 do 7 miesięcy od jego zawarcia), jednak z blisko czteromiesięcznym opóźnieniem w stosunku do harmonogramu zawartego w DIP. Termin wydania NTP zapewniał oddanie inwestycji zgodnie z dotychczasowymi założeniami, przyjętymi w analizach finansowych i kontrakcie, jednakże bez rezerwy czasowej na ewentualne opóźnienia.

W dniu 18 grudnia 2018 r. Konsorcjum złożyło wniosek do Prezydenta Ostrołęki o zmianę pozwolenia na budowę – zamienny projekt budowlany nr 1 dotyczący budynków głównych elektrowni. Wynikało to z konieczności dostosowania gabarytów i rozplanowania w projekcie zagospodarowania terenu budynków i budowli do szczegółowych rozwiązań technicznych głównych i pomocniczych urządzeń technologicznych. Zgodnie z harmonogramem realizacji kontraktu projekt taki powinien być zatwierdzony po dwóch miesiącach od wydania NTP i jest on możliwy do dotrzymania.

(dowód: akta kontroli str. 1502-1517, 1720-1722, 1728, 1741, 1750-1758, 1768-1778)

[...] Obie płatności wynikały z zapisów Kontraktu i Harmonogramu Rzeczowo-Finansowego projektu. Kolejne płatności będą realizowane dopiero po wykonaniu poszczególnych etapów prac. Dodatkowo Spółka wydatkowała [...] na przygotowanie inwestycji i funkcjonowanie Spółki.

(dowód: akta kontroli str. 671-672, 1304-1305, 1367, 1748-1749)

Ustalone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Brak rezerwy czasowej na ewentualne opóźnienia w realizacji projektu istotnie zwiększa ryzyko niezakończenia inwestycji w planowanym terminie i naraża projekt na zmniejszenie jego rentowności. NTP wydano w terminie określonym kontaktem, jednak z blisko czteromiesięcznym opóźnieniem w stosunku do harmonogramu określonego w DIP. Biorąc pod uwagę, że w warunkach krajowych inwestycje w nowe moce wytwórcze realizowane w latach 2012-2018 były opóźnione (od około 5 do 18 miesięcy), występuje wysokie ryzyko opóźnienia. Zawarta umowa mocowa zobowiązuje Spółkę do udostępniania mocy od stycznia 2023 r. [...] Zatem sytuacja wymaga bardzo rygorystycznego nadzoru nad inwestycją oraz takiego

⁴⁵ Szczegółowe zestawienie zawiera Załącznik nr 1 do Kontaktu.

identyfikowania ryzyk i zarządzania nimi, by zminimalizować prawdopodobieństwo opóźnienia inwestycji i ponoszenia z tego powodu kosztów kar umownych z tytułu niewykonania obowiązku mocowego.

Ocena częściowa

Spółka prawidłowo wykonała czynności związane z wyborem Głównego Wykonawcy oraz realizowała obowiązki wynikające z zawartej z nim umowy. Wystąpiła jednak czteromiesięczna zwłoka, w porównaniu z harmonogramem zawartym w DIP.

V. Uwagi i wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny wynikające z ustaleń kontroli, wobec braku stwierdzonych w jej wyniku nieprawidłowości, Najwyższa Izba Kontroli, nie formułuje wniosków pokontrolnych.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, dnia 15 lutego 2019 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji

p.o. Dyrektora
Sławomir Grzelak

Kontroler
Grzegorz Łukasik
Główny specjalista kp.

(-)

(-)

.....
podpis

.....
Podpis